

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Пантелеев В.И.  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

140400.62 – Электроснабжение  
Электроснабжение деревообрабатывающего комбината  
Пояснительная записка

Руководитель \_\_\_\_\_ Синенко Л.С.  
подпись, дата      должность, ученая степень      инициалы,  
фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ Романова Е.Г.  
подпись, дата      инициалы, фамилия

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

**СОДЕРЖАНИЕ**

Исходные данные .....	6
Введение.....	8
1 Расчёт электрических нагрузок .....	9
1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса .....	9
1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом .....	12
2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения главной понизительной подстанции. Построение картограммы нагрузок.....	15
3 Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	19
3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	19
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции.....	19
3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия .....	21
4 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение .....	22
4.1 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 115 кВ.....	25
4.1.1 Выбор сечения проводов воздушной линии .....	25
4.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения .....	26
4.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии .....	26
4.2 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 37 кВ.....	29
4.2.1 Выбор сечения проводов воздушной линии .....	29
4.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения .....	29
4.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии .....	30
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности .....	34
5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов.....	34

5.2	Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах .....	37
5.3	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	38
6	Выбор кабельных линий.....	40
7	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	42
8	Выбор оборудования.....	44
8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	44
8.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-10000/110 .....	44
8.1.2	Выбор выключателей стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-10000/110 .....	45
8.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий .....	46
8.2	Выбор измерительных трансформаторов тока .....	48
8.2.1	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	49
8.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН .....	51
8.2.3	Выбор трансформаторов тока в цепи кабельной линии .....	52
8.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	53
8.4	Выбор сборных шин и ошиновок.....	54
8.4.1	Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН.....	54
8.4.2	Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН.....	56
8.5	Выбор изоляторов .....	58
8.5.1	Выбор опорных изоляторов.....	58
8.5.2	Выбор проходных изоляторов.....	59
8.6	Защита от перенапряжений.....	60
8.7	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	62
8.8	Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В .....	63
8.8.1	Выбор автоматических воздушных выключателей .....	63
8.9	Выбор аппаратуры защиты цеховых трансформаторов .....	64
8.9.1	Выбор предохранителей.....	64
9	Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции..	67
9.1	Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции .....	67
9.1.1	Зона защиты между первым и вторым молниеотводами .....	67
9.1.2	Зона защиты между вторым и третьим молниеотводами.....	69
9.2	Заземление подстанции .....	71
10	Релейная защита силового трансформатора ТДН–10000/110 .....	77

10.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ .....	78
10.2 Защита от многофазных коротких замыканий.....	79
10.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ .....	79
10.4 Защита от технологических перегрузок .....	81
10.5 Защита от понижения напряжения.....	81
Список использованных источников .....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	86

## Исходные данные

Схема генерального плана комбината представлена на рисунке 1.

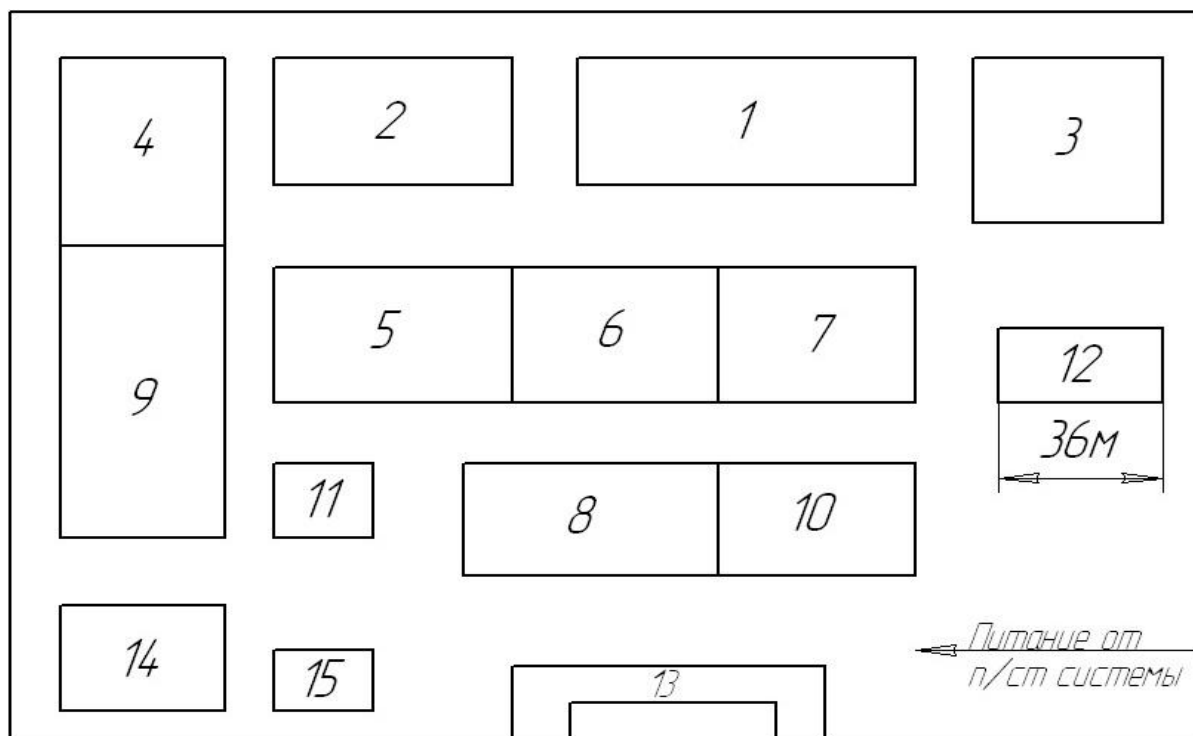


Рисунок 1 Схема генерального плана комбината

Общие сведения указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Общие сведения об энергосистеме и заводе

Мощность трансформаторов подстанции энергосистемы	Напряжение трансформаторов энергосистемы	Мощность подстанции энергосистемы	Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов	Расстояние от подстанции энергосистемы до завода	Количество рабочих смен завода	Стоимость электроэнергии 1 кВт·ч
$S_{n/ст}^m$ , МВ·А	$U_{ном}$ , кВ	$S_{п/ст}$ , МВ·А	$S_{кз}$ , МВ·А	$l$ , км	$n_{раб.смен}$ , шт	тыс. руб кВт·ч
2x40	115/37/6,3	500 МВА	1200	3,5	2	0,002

Исходные данные по заводу и питающей энергосистеме указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Сведения об электрических нагрузках цехов.

Наименование	Количество электроприемников	Установленная мощность, кВт.	
		одного электроприемника	суммарная
1 Лесопильный завод	80	1-125	2500
2 Сушильный цех	50	10-80	950
3 Биржа сырья	30	10-40	100
4 Цех оконных рам и дверей	100	1-40	1100
5 Цех половых досок	50	1-80	900
6 Столярный цех № 1	50	1-70	1000
7 Столярный цех № 2	60	1-50	1100
8 Мебельный цех	30	1-30	450
9. Цех прессованных плит	60	1-40	1700
10. Материальный склад	10	1-20	100
11. Компрессорная:			
а) 0,4 кВ,	8	10-30	150
б) синхронный двигатель 6 кВ	4	800	3200
12. Механические мастерские	39	1-34	200,15
13. Административный корпус, столовая	50	1-40	340
14. Котельная	40	1-80	480
15. Автогараж	30	1-20	150

## Введение

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению. Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промпредприятия являются и заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 1 Расчёт электрических нагрузок

### 1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $P_n$  – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным;

$K_c$  – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1, с. 28-42];

$\operatorname{tg} \varphi$  – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но}, \quad (3)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [1, с. 43];

$P_{но}$  – установленная мощность приемников электрического освещения.

Величина  $P_{но}$  может находиться по формуле:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (4)$$

где  $P_{удо}$  – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м<sup>2</sup> [1, с. 44];

$F$  – площадь пола цеха, определяемая по генплану.



Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности источников света принимаемый по справочным данным [1, с 45].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха до 1000 В [1, с 12] определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} \quad (6)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно [1, с 12]. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (7)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

а полная – из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей: 0,38/0,22 кВ и 6–10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчёты нагрузок представлены в таблице 3.

### Таблица 3 – Расчёт электрических нагрузок

Наименование		Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка								Суммарная нагрузка		
		P <sub>н</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	F, м²	P <sub>уд. о</sub> , кВт	P <sub>ио</sub> , кВт	K <sub>со</sub>	cosφ <sub>о</sub>	tgφ <sub>о</sub>	P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар	P <sub>p</sub> +P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> +Q <sub>ро</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА
Потребители энергии 0,4 кВ																		
1	Лесопильный завод	2500	0,7	0,8	0,75	1750	1312,5	2258	0,017	38,386	0,95	0,9	0,48	36,467	17,504	1786,5	1330	2227,2
2	Сушильный цех	950	0,8	0,8	0,75	760	570	1597	0,017	27,149	0,95	0,9	0,48	25,792	12,38	785,79	582,38	978,08
3	Биржа сырья	100	0,4	0,7	1,02	40	40,808	1639	0,012	19,668	0,6	0,9	0,48	11,801	5,6644	51,801	46,473	69,592
4	Цех оконных рам и дверей	1100	0,6	0,8	0,75	660	495	1620	0,017	27,54	0,95	0,9	0,48	26,163	12,558	686,16	507,56	853,48
5	Цех половых досок	900	0,6	0,8	0,75	540	405	1632	0,017	27,744	0,95	0,9	0,48	26,357	12,651	566,36	417,65	703,7
6	Столярный цех №1	1000	0,7	0,8	0,75	700	525	1458	0,017	24,786	0,95	0,9	0,48	23,547	11,302	723,55	536,3	900,63
7	Столярный цех №2	1100	0,7	0,8	0,75	770	577,5	1399	0,017	23,783	0,95	0,9	0,48	22,594	10,845	792,59	588,35	987,09
8	Мебельный цех	450	0,6	0,8	0,75	270	202,5	1506	0,017	25,602	0,95	0,9	0,48	24,322	11,675	294,32	214,17	364
9	Цех прессованных плит	1700	0,6	0,8	0,75	1020	765	2462	0,017	41,854	0,95	0,9	0,48	39,761	19,085	1059,8	784,09	1318,3
10	Материальный склад	100	0,3	0,7	1,02	30	30,606	1166	0,012	13,992	0,95	0,9	0,48	13,292	6,3804	43,292	36,986	56,941
11а	Компрессорная	150	0,5	0,7	1,02	75	76,515	389	0,012	4,668	0,85	0,9	0,48	3,9678	1,9045	78,968	78,42	111,29
12	Механические мастерские	200,15	0,4	0,7	1,02	80,06	81,678	648	0,012	7,776	0,85	0,9	0,48	6,6096	3,1726	86,67	84,85	121,29
13	Административный корпус, столовая	340	0,8	0,8	0,75	272	204	1198	0,012	14,376	0,9	0,9	0,48	12,938	6,2104	284,94	210,21	354,09
14	Котельная	480	0,6	0,7	1,02	288	293,82	907	0,012	10,884	0,95	0,9	0,48	10,34	4,9631	298,34	298,78	422,23
15	Автогараж	150	0,4	0,7	1,02	60	61,212	518	0,012	6,216	0,85	0,9	0,48	5,2836	2,5361	65,284	63,748	91,246
	Освещение территории							45256	0,0002	7,241	1	0,9	0,48	7,241	3,4757	7,241	3,4757	8,032
	Итого по 0,4 кВ	11220,15				7315,1	5641,1			321,66				296,48	142,31	7611,5	5783,4	9567,2
Потребители энергии 6 кВ																		
116	Компрессорная: синхронный двигатель	3200	0,5	1	0	1600	0									1600		1600
	Итого по 10 кВ	3200	0,5			1600	0									1600		1600
	Всего	14420				8915,1	5641,1			321,7				296,5	142,3	9212	5783	11167

## 1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,02 \cdot S_{\text{р}}, \quad (10)$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = 0,1 \cdot S_{\text{р}}, \quad (11)$$

где  $S_{\text{р}}$  – полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха.

Из таблицы 3 полная расчётная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВ·А:

$$S_{\text{р}} = 9567,2.$$

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт:

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 9567,2 = 191,344.$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар:

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 9567,2 = 956,72.$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{р}\Sigma} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (12)$$

$$Q_{\text{ку}} = 5783 + 956,72 - 3238,43 = 3501,29,$$

где  $Q_{\text{э}}$  – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой;

$\Delta Q_{\text{цт}}$  – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

$Q_{\text{э}}$  принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки завода, квар.

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot (P_p + P_{po}), \quad (13)$$

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot 11167 = 3238,43.$$

Не скомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + Q_{po} + \Delta Q_{цт} - Q_{ку}, \quad (14)$$

$$Q_{p\Sigma 10} = (5641 + 0) \cdot 0,9 + 142,31 + 956,72 - 3501,29 = 2674,64,$$

где  $K_{pm}$  – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равный 0,9.

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт:

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку}, \quad (15)$$

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 3501,29 = 7,$$

где  $P_{уд}$  – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от  $Q_{ку}$ .

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку}, \quad (16)$$

$$P_{p\Sigma 10} = (7315 + 1600) \cdot 0,9 + 296,48 + 191,344 + 7 = 8518,32.$$

Расчетная нагрузка на шинах 6–10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2}, \quad (17)$$

$$S_{p10} = \sqrt{8518,32^2 + 2674,64^2} = 8928,35.$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт:

$$\Delta P_{\text{ГПП}} = 0,02 \cdot 8928,35 = 178,56 .$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{\text{ГПП}} = 0,1 \cdot 8928,35 = 892,84 .$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma 10} + \Delta P_{m\text{ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q_{m\text{ГПП}})^2} , \quad (18)$$

$$S_p = \sqrt{(8518,32 + 178,56)^2 + (2674,64 + 892,84)^2} = 9400,14 .$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## 2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения главной понизительной подстанции. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (19)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (20)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты центра электрической нагрузки  $i$ -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки  $i$ -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты  $z_0$ , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане

окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха  $P_i$ :

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m. \quad (21)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (22)$$

где  $P_i$  – мощность  $i$ -го цеха;

$m$  – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора  $\alpha$  определяется из соотношения активных расчетных  $P_p$  и осветительных нагрузок  $P_{po}$  цехов.

При построении картограммы необходимо знать расчетные полные и осветительные нагрузки цехов (величины  $r$  и  $\alpha$  представлены в таблице 4).

Для определения места ГПП находится центр электрических нагрузок отдельно для активной и реактивной нагрузок, так как их питание производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [1].

Картограмму реактивных нагрузок в дипломном проекте можно не составлять.

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха по генплану	$P_p+P_{po}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	$(P_p+P_{po}) \cdot x$	$(P_p+P_{po}) \cdot y$
Потребители энергии 0,4 кВ								
1	1786,47	36,47	23,85	7,35	327,60	280,80	585246,49	501639,85
2	785,79	25,79	15,82	11,82	183,60	284,40	144271,33	223479,12
3	51,80	11,80	4,06	82,01	466,20	275,40	24149,53	14265,94
4	686,16	26,16	14,78	13,73	75,60	270,00	51873,92	185264,01
5	566,36	26,36	13,43	16,75	183,60	185,40	103983,11	105002,55
6	723,55	23,55	15,18	11,72	275,40	185,40	199264,76	134145,56
7	792,59	22,59	15,88	10,26	358,20	185,40	283907,12	146946,90
8	294,32	24,32	9,68	29,75	262,80	99,00	77347,80	29137,87
9	1059,76	39,76	18,37	13,51	75,60	156,60	80117,95	165958,62
10	43,29	13,29	3,71	110,5	358,20	100,80	15507,34	4363,87
11а	78,97	3,97	5,01	18,09	151,20	109,80	11939,93	8670,66
12	86,67	6,61	5,25	27,45	468,00	171,00	40561,37	14820,50
13	284,94	12,94	9,52	16,35	297,00	23,40	84626,70	6667,56
14	298,34	10,34	9,74	12,48	77,40	39,60	23091,50	11814,26
15	65,28	5,28	4,56	29,14	151,20	23,40	9870,88	1527,64
Освещение территории	7,24	7,24			270,00	171,00	1955,07	1238,21
Итого по 0,4 кВ	7611,54	296,5					1737714,8	1554943,1
Потребители энергии 6 кВ								
11б	1600	0			151,2	109,8	241920,00	175680,00
Итого по 6 кВ	1600	0					241920,00	175680,00
Всего	9212	296,5					1979635	1730623

Центр электрических нагрузок имеет следующие координаты:

$$x_0 = 215,$$

$$y_0 = 188.$$

Для уменьшения занимаемой площади цеха рекомендуется применять малогабаритные цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с так называемым «объемным» (нелинейным) расположением электрооборудования, выполненным по упрощенным схемам, со стационарными аппаратами для уменьшения занимаемой ими площади цеха. КТП и КРУ с более сложными схемами, развитой автоматикой, выкатными аппаратами следует применять для соответствующих объектов первой категории с надлежащим обоснованием.

Отдельно стоящие цеховые ТП используют редко, когда невозможно или нецелесообразно размещать их в цехах, например компрессорных и насосных с сжиженными газами, в помещениях с горючими газами с плотностью 0,8 по отношению к воздуху, при открыто установленных вращающихся печах и др.

РП рекомендуется встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими ТП с учетом блокировки зданий и компактности генплана,



если при этом обеспечиваются нормальные подходы электрических коммуникаций к нему.

Внутрицеховые ТП (с доступом оборудования непосредственно из цеха) рекомендуется размещать преимущественно у колонны или возле каких-либо постоянных внутрицеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей.

В энергоемких корпусах предприятий, в которых сосредоточены нагрузки порядка 60–100 МВт на относительно небольших площадях, применять специальные электротехнические пролеты шириной 6–9 м с вертикальным расположением электрооборудования. На верхнем (четвертом) этаже располагают два трехфазных многоамперных токопровода 10 кВ, на третьем – КРУ, на втором – КТП и щиты станций управления, на нижнем – кабели. Такая компоновка позволяет приблизить к центру нагрузок и удобно разместить РУ, подстанции и другое электрооборудование, а также улучшить условия эксплуатации.

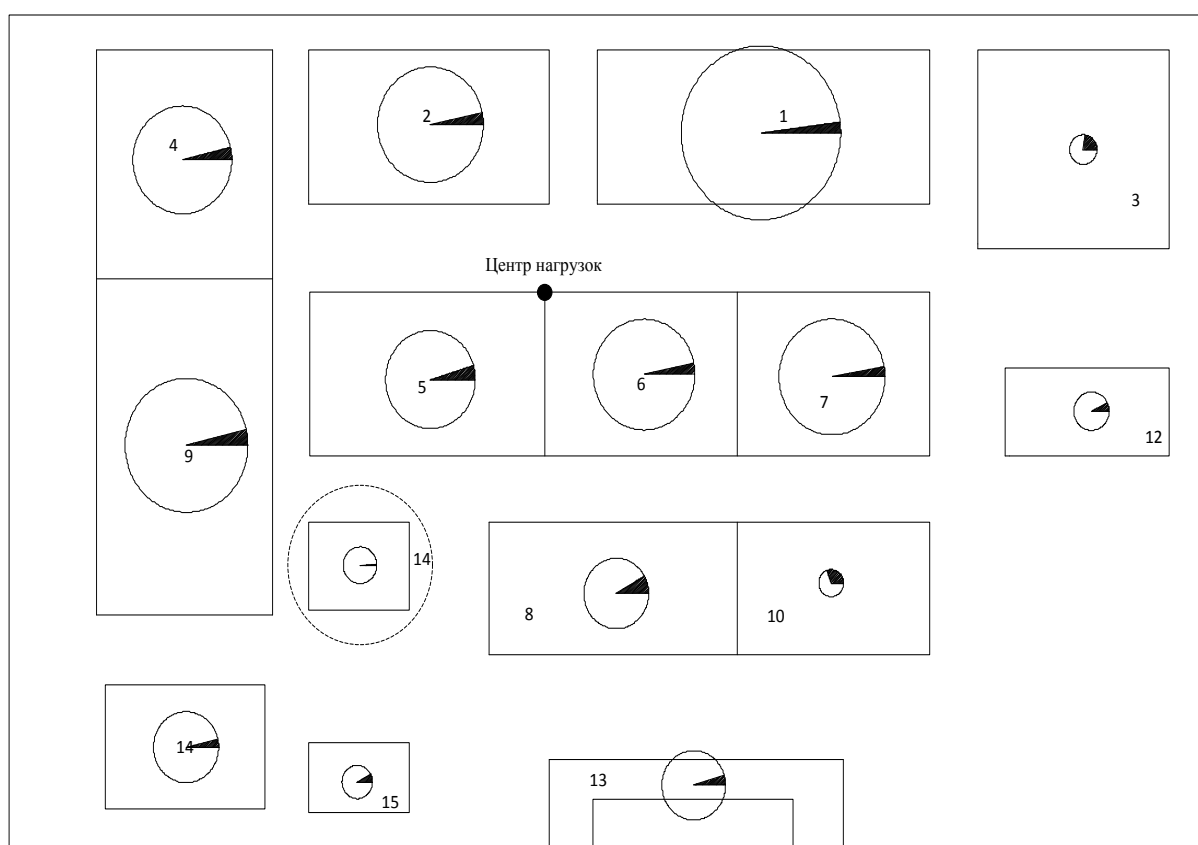


Рисунок 2 – Генплан предприятия с картограммами нагрузок

### 3 Проектирование систем внешнего электроснабжения

#### 3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

#### 3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора [1 с. 59-60]..

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T}, \quad (23)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_T$  – число трансформаторов.

$$S_T = \frac{9400,14}{0,7 \cdot 2} = 6714,38.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора  $S_H = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} \leq 0,6 \div 0,7, \quad (24)$$

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{9400,14}{2 \cdot 10000} = 0,47 \leq 0,7.$$

Так как, ТДН-10000/110 будет недогружен, то выбираем трансформатор ТМН-6300/110 и проверяем его по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{9400,14}{2 \cdot 6300} = 0,74 \geq 0,7.$$

Значение коэффициента загрузки не лежит в диапазоне (0,6-0,7), трансформатор перегружен. Выбираем трансформатор ТДН-10000/110, с учетом увеличения мощностей завода в дальнейшем.

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{\text{ав.р.}} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (25)$$

$$K_3^{\text{ав.р.}} = \frac{9400,14}{10000} = 0,94 \leq 1,4.$$

По [4, с. 243-244] принимаем трансформатор ТДН–10000, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла. Каталожные данные трансформатора ТДН–10000/110 и ТДН–10000/35 представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_n$ , МВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_k$ , %	$I_x$ , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	$P_{xx}$	$P_{kз}$			
ТДН–10000/110	10	115	10,5	14	60	10,5	0,7	4100
ТДН–10000/35	10	37	10,5	14,5	65	7,5	0,8	2800

### 3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение [1, с 60]. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_p}, \quad (26)$$

где  $l$  – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 3,5 км;

$P_p$  – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, представлена в таблице 1, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{3,5 + 16 \cdot 8,9151} = 52,47.$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ:

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (27)$$

где  $U'_{ст}$ ,  $U''_{ст}$  – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$35 \leq 52,47 \leq 110.$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения с разными напряжениями питания 35 кВ и 110 кВ.

#### 4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб.:

$$З = p_n \cdot K_{\Sigma} + И_{\Sigma} , \quad (28)$$

где  $p_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,125 1/год;

$K_{\Sigma}, И_{\Sigma}$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} , \quad (29)$$

где  $K_{\text{ЛЭП}}$  – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели  $Q1, Q2$ , тыс. руб.;

$K_{\text{ГПП}}$  – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели  $Q3, Q4$ , тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{Q1, Q2} , \quad (30)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 + l , \quad (31)$$

где  $K_0$  – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км, [4, с. 333 ];

$l$  – длина воздушной линии, км.

$$K_{Q1, Q2} = K_Q \cdot n_Q , \quad (32)$$

где  $K_Q$  – стоимость одного выключателя [4, с. 345], тыс. руб.;

$n_Q$  – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{Q3,Q4}, \quad (33)$$

$$K_{\text{T}} = K_0 + n_{\text{T}}, \quad (34)$$

где  $K_0$  – стоимость одного трансформатора [4, с. 346], тыс. руб.;  
 $n_{\text{T}}$  – число трансформаторов ГПП.

$$K_{Q3,Q4} = K_Q \cdot n_Q, \quad (35)$$

где  $K_Q$  – стоимость одного выключателя [4, с. 345], тыс. руб.;  
 $n_Q$  – количество выключателей.

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс. руб/год:

$$I_{\text{ГПП}} = I_{\text{a}} + I_{\text{э}} + I_{\text{э}}, \quad (36)$$

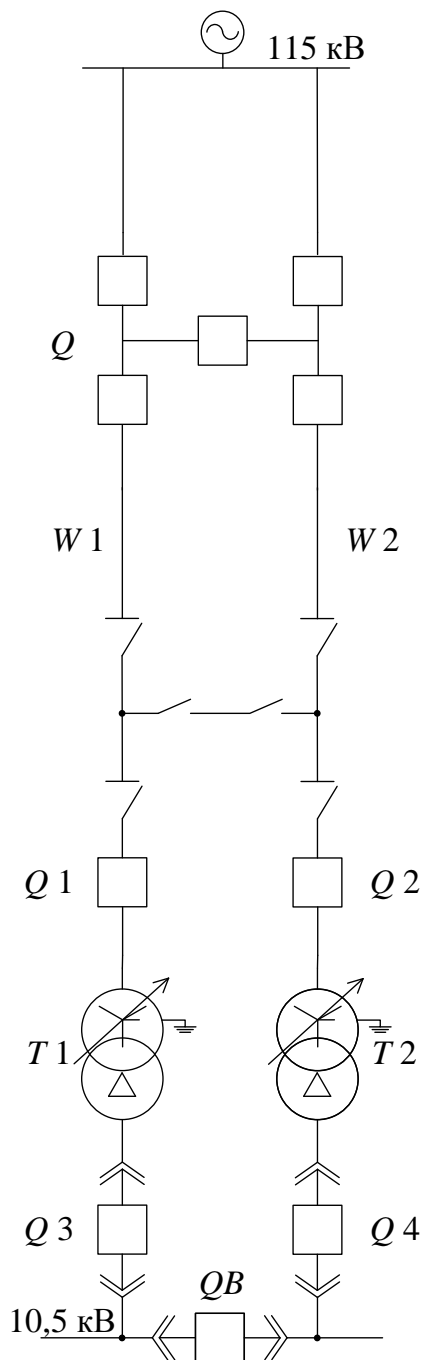
где  $I_{\text{a}}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;  
 $I_{\text{э}}$  – расходы по ремонту и эксплуатации, тыс. руб/год;  
 $I_{\text{э}}$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы с двумя трансформаторами 115/37/10,5 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 115 кВ (1-й вариант) и воздушной линией 37 кВ от шин энергосистемы (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 3.

# **Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения**

Вариант №1



Вариант №2

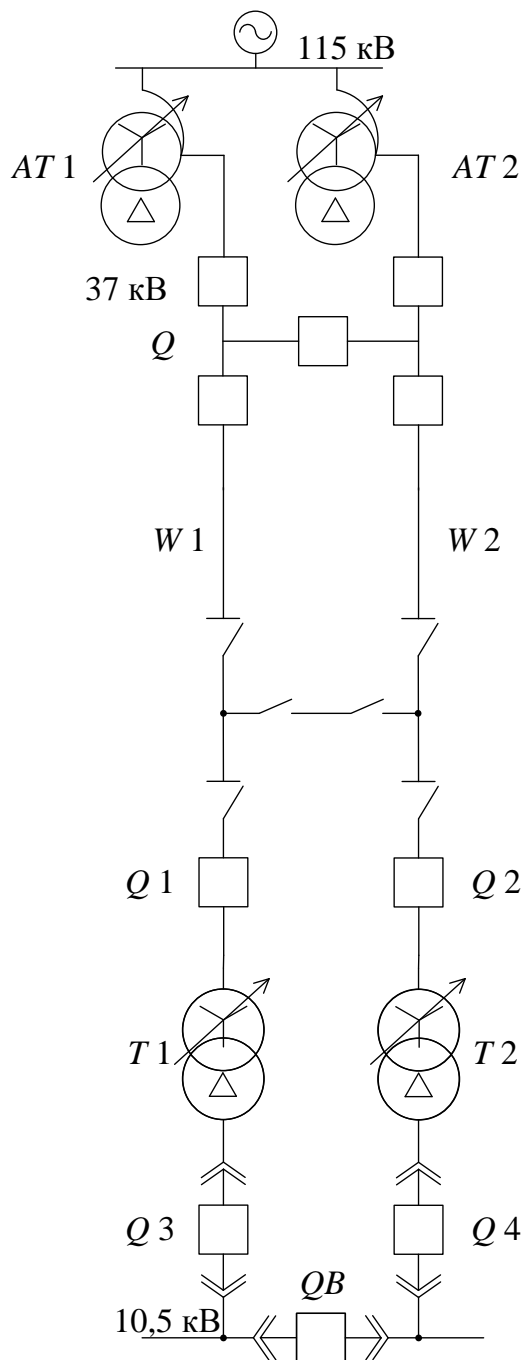


Рисунок 3 – Варианты схем электроснабжения

Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

## 4.1 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 115 кВ

### 4.1.1 Выбор сечения проводов воздушной линии

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (37)$$

где  $n$  – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_p = \frac{9400,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 23,59 ,$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (38)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{9400,14}{\sqrt{3} \cdot 115} = 47,19.$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм<sup>2</sup>:

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (39)$$

где  $j_{эк}$  – экономическая плотность тока, равная 1,4 А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{расч} = \frac{23,59}{1,4} = 16,85 .$$

По [1, с.77] выбираем провод АС-70/11, так как для линий 110кВ такое сечение является минимальным.

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс} , \quad (40)$$

$$265 \geq 47,19 .$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



#### 4.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 4480 + 14000 = 18480.$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 7000 тыс. руб. [4, с. 345]

$$K_{\text{В}} = 7000 \cdot 2 = 14000.$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 1050 тыс. руб. [4, с. 333].

$$K_{\text{ВЛ}} = 2 \cdot 1050 \cdot 3,5 = 7350.$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = 8200 + 240 = 8440.$$

Стоимость трансформатора ТДН1000/110 составляет 4100 тыс. руб. [4, с. 346].

$$K_{\text{Т}} = 4100 \cdot 2 = 8200.$$

Стоимость вакуумного выключателя составляет 120 тыс. руб. [4, с. 345]

$$K_{\text{В(ГПП)}} = 120 \cdot 2 = 240.$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляют, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = 18480 + 8440 = 26920.$$

#### 4.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т + I_a^{В(ГПП)} = \\
&= \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_Т + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)},
\end{aligned} \quad (41)$$

$$I_a = \frac{2,8}{100} \cdot 7350 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 + \frac{6,4}{100} \cdot 8200 + \frac{6,4}{100} \cdot 240 = 1642.$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
I_o &= I_o^{ВЛ} + I_o^В + I_o^Т + I_o^{В(ГПП)} = \\
&= \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_Т + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)},
\end{aligned} \quad (42)$$

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 7350 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 + \frac{3,0}{100} \cdot 8200 + \frac{3,0}{100} \cdot 240 = 702,6.$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (43)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;  
 $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau, \quad (44)$$

где  $\Delta P_{ВЛ}$  – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right) \cdot 8760, \quad (45)$$

где  $T_{\max}$  – число часов использования максимума нагрузки, 3770 ч.:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4345}{10000} \right) \cdot 8760 = 4892,46.$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (46)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;  
 $l$  – длина воздушной линии, км;  
 $n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{9400,14^2}{115^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3}}{2} = 5.$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = 5 \cdot 4892 = 24479.$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{ном.Т}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (47)$$

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left( \frac{9400,14}{10000} \right)^2 \cdot 4892,46 = 375000,$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [4, с. 244];  
 $\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [4, с. 244].  
 Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T, \quad (48)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 24479 + 375000 = 399500.$$

Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП составляет 0,002 тыс.руб./кВт·ч.

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$И_{\text{пэ}} = 0,002 \cdot 399500 = 799.$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$И_{\Sigma} = И_a + И_o + И_{\text{пэ}}, \quad (49)$$

$$И_{\Sigma} = 1642 + 702,6 + 799 = 3143,6.$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$З = 0,125 \cdot 26920 + 3143,6 = 6508,6 .$$

## **4.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 37 кВ**

### **4.2.1 Выбор сечения проводов воздушной линии**

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах по формулам (37), (38), А:

$$I_p = \frac{9400,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 73,34 ,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{9400,14}{\sqrt{3} \cdot 37} = 146,68 .$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ по формуле (39), мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{расч}} = \frac{73,34}{1,4} = 52,38 .$$

По [1, с.77] выбираем провод АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} ,$$

$$265 \geq 146,68 .$$

### **4.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения**

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 6090 + 400 = 6490 .$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 7000 тыс. руб. [4, с. 345].

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$K_B = 200 \cdot 2 = 400 .$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 1050 тыс. руб. [4, с. 333].

$$K_{ВЛ} = 2 \cdot 870 \cdot 3,5 = 6090 .$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{ГПП} = 5600 + 300 = 5900 .$$

Стоимость трансформатора ТДН– 10000/35 составляет 2800 тыс. руб. [4, с. 346].

$$K_T = 2800 \cdot 2 = 5600 .$$

Стоимость вакуумного выключателя составляет 160 тыс. руб. [4, с. 345].

$$K_{В(ГПП)} = 160 \cdot 2 = 320 .$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = 6490 + 5900 = 12390 .$$

#### 4.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^B + I_a^T + I_a^{В(ГПП)} = \\ &= \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_B + \frac{6,4}{100} \cdot K_T + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)} , \end{aligned} \quad (50)$$

$$I_a = \frac{2,8}{100} \cdot 6090 + \frac{6,4}{100} \cdot 400 + \frac{6,4}{100} \cdot 5600 + \frac{6,4}{100} \cdot 300 = 573,72 .$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_o &= I_o^{\text{ВЛ}} + I_o^{\text{В}} + I_o^{\text{Т}} + I_o^{\text{В(ГПП)}} = \\
 &= \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} ,
 \end{aligned}
 \quad (51)$$

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 6090 + \frac{3,0}{100} \cdot 400 + \frac{3,0}{100} \cdot 5600 + \frac{3,0}{100} \cdot 300 = 213,36 .$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} , \quad (52)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;  
 $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{ВЛ}} \cdot \tau , \quad (53)$$

где  $\Delta P_{\text{ВЛ}}$  – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000} \right) \cdot 8760 , \quad (54)$$

где  $T_{\text{макс}}$  – число часов использования максимума нагрузки, 3770 ч.:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3770}{10000} \right) \cdot 8760 = 4389 .$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{S_{\text{р}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} , \quad (55)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;  
 $l$  – длина воздушной линии, км;  
 $n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{9400,14^2}{37^2} \cdot \frac{0,34 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3}}{2} = 38,4 .$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = 38,4 \cdot 4892,46 = 187892 .$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{T}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left( \frac{S_{\text{p}}}{S_{\text{ном.Т}}} \right)^2 \cdot \tau , \quad (56)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 65 \cdot \left( \frac{9400,14}{10000} \right)^2 \cdot 4892,46 = 375000,$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [4, с. 244];

$\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [4, с. 244].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{T}} , \quad (57)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 187892 + 375000 = 562892 .$$

Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП составляет 0,002 тыс.руб./кВт·ч.

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$И_{\text{пэ}} = 0,002 \cdot 562892 = 1125 .$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$И_{\Sigma} = 573,72 + 213,36 + 1125 = 1912 .$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$З = 0,125 \cdot 12390 + 1912 = 3460,75 .$$

Таблица 6 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. руб./год
		И <sub>а</sub> , тыс. руб./год	И <sub>о</sub> , тыс. руб./год	И <sub>пэ</sub> , тыс. руб./год	И <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	
1(115кВ)	26920	1642	702,6	799	3143,6	6508,6
2 (37кВ)	12390	573,72	213,36	1125	1912	3460,75

Вывод: предпочтение отдаем 1 варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 115 кВ подстанции энергосистемы, так как планируется дальнейшее увеличение производственных мощностей.



## 5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2}, \quad (58)$$

где  $Q_{НБК1}$  и  $Q_{НБК2}$  – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

### 5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

О р и е н т и р о в о ч н ы й в ы б о р ч и с л а и м о щ н о с т и ц е х о в ы х т р а н с ф о р м а т о р о в п р о и з в о д я т п о у д е л ь н о й п л о т н о с т и н а г р у з к и :

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (59)$$

где  $S_p$  – расчётная нагрузка цеха, кВА;

$F$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Минимальное число цеховых трансформаторов  $N_{\min}$  одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N, \quad (60)$$

где  $P_{cp}$  – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, принимаем равной  $P_p$ ;

$K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о. е.;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов  $N_{opt}$  определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от  $N_{min}$  на величину  $m$ .

$$N_{opt} = N_{min} + m, \quad (61)$$

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы [2, с. 14].

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов цехов 4, 9:

1. Ориентировочный выбор мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки.

$$\sigma_n = \frac{2171,78}{4082} = 0,53.$$

По [2, с. 11], принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 1600 кВ·А и с коэффициентом загрузки 0,7.

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{min} = \frac{1680}{0,7 \cdot 1600} + 0,6 = 2.$$

3. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{opt} = 2 + 0 = 2.$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 7,

Таблица 7 – Выбор цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители	Место расположения пункта питания	$P_p$ кВт	$Q_p$ , квар	$S_{ном.т.}$ , кВ·А	$K_3$	$N_{min}$	$N_{opt}$
ТП-1	Цех №11, 14,15	Цех №14	423	440,95	400	0,7	2	2
ТП-2	Цех №4, 9	Цех №9	1680	1746	1600	0,7	2	2
ТП-3	Цех №1, 3	Цех №1	1790	1376,47	1600	0,7	2	2
ТП-4	Цех №6, 8,	Цех №6	970	1124,65	1000	0,7	2	2
ТП-5	Цех № 7, 12	Цех №7	850	673,2	1000	0,7	2	2

ТП-6	Цех №10, 13	Цех №13	302	247,19	400	0,7	1	1
ТП-7	Цех № 5	Цех №5	540	417,65	400	0,7	2	2
ТП-8	Цех №2	Цех №2	760	582,38	1000	0,8	1	1

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

## 5.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для цехов 4, 9 используя данные таблицы 7.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}})^2 - P_p^2}, \quad (62)$$

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,75 \cdot 1000)^2 - 1680^2} = 1496,7.$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}}, \quad (63)$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 1746 - 1496,7 = 249,3.$$

Дополнительная мощность  $Q_{\text{НБК2}}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_p - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (64)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров  $K_{p1} = 15$  (Сибирь, количество рабочих смен – 2) и  $K_{p2} = 2$  (длина участка до первого трансформатора менее 0,5 км) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,68 [3, с. 15].

$$Q_{\text{НБК2}} = 1746 - 249,3 - 0,68 \cdot 3 \cdot 1000 = -543,3.$$

Так как  $Q_{\text{НБК2}} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{\text{НБК2}}$  принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха по формуле (56) составит, квар:

$$Q_{\text{НБК}\Sigma} = 249,3 + 0 = 249,3.$$

Расчетную мощность НБК  $Q_{\text{НБК}}$  округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [2, с. 103].

Если в расчетах окажется, что  $Q_{\text{НБК1}} < 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая  $Q_{\text{НБК1}}$  будет равна нулю).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

Наименование ТП	$Q_p$ , кВар	$Q_{\text{НК}}$ РАСЧ., кВар	$Q_{\text{НК}}$ ФАКТ., кВар	Кол. шт.	Тип НБК
ТП-1	440,95	0		0	–
ТП-2	1746	249,3036	268	1	УКМ 58-0,4-268-67У3
ТП-3	1376,47	578,034	600	2	УКМ 58-0,4-300-33,3У3
ТП-4	1124,65	418,1799	450	2	УКМ 58-0,4-225-37,5У3
ТП-5	673,2	377,396	400	2	УКМ 58-0,4-200-33,3У3
ТП-6	247,19	141,3788	150	1	УКМ 58-0,4-150-30У3
ТП-7	417,65	156,1161	167	1	УКМ 58-0,4-167-33,3У3
ТП-8	582,38	332,5801	335		УКМ 58-0,4-335-67У3

### 5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{p\Sigma 10} - Q_{\text{ВБК}} - Q_{\text{СДС}} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = 0, \quad (65)$$

где  $Q_{\text{СДС}}$  – суммарная реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар;

$Q_{\text{ВБК}}$  – суммарная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных батарей, квар;

$Q_{\text{э}}$  – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой и равная 3639,21, квар;

$\Delta Q_{\text{цт}}$  – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар;

$Q_{\text{НБК}}$  – суммарная мощность НБК, квар.

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы, квар:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{\text{р}\Sigma 10} - Q_{\text{сд}\Sigma} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}}, \quad (66)$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 2674,64 - 0 - 3238,43 + 956,72 - 2253 = -1860.$$

Установка ВБК не требуется так как  $Q_{\text{ВБК}} < 0$ .

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

## 6 Выбор кабельных линий

Перед расчетом токов  $K_3$ , необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка – КЛ-5(ГПП - ТП-5).

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме по формуле (37), А:

$$I_p = \frac{3800}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 109,69.$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме по формуле (38), А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{3800}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 219,38.$$

По справочным материалам выбираем кабель марки АПвП из вулканизированного полиэтилена с алюминиевой жилой [1, с. 79]. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [1, с. 74] находим, что допустимая перегрузка  $K_3$  составляет 1,25. Коэффициент  $K_2$  снижения токовой нагрузки принимаем по [1, с. 73] равным 0,9. Коэффициент  $K_1$  принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению  $I_{\text{доп}}$ .

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (67)$$

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{219,38}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} = 194,004.$$

По [1, с. 79] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель АПвП с сечением жилы 50 мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{доп}} = 195$  А.

Следовательно, выполняется условие:

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$I_{\text{доп.расч}} \leq I_{\text{доп}} , \quad (68)$$

$$194,004 \leq 195 .$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 9 .

Таблица 9 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Длина, м	$S_p$ , кВ·А	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	$I_{\text{доп.расч}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$F_{\text{ст}}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля
КЛ-1(ТПП-ТП-1)	180,296	800	10	23,09	46,19	41,06	195	50	АПвП
КЛ-2(ТПП-ТП-2)	261,518	3200	10	92,38	184,75	164,22	195	50	АПвП
КЛ-3(ТПП-ТП-1)	138,248	3200	10	92,38	184,75	164,22	195	50	АПвП
КЛ-4(ТПП-ТП-4)	116,826	2000	10	57,74	115,47	102,64	195	50	АПвП
КЛ-5(ТПП-ТП-5)	70,147	3800	10	109,70	219,39	195,02	195	50	АПвП
КЛ-6(ТПП-ТП-6)	43,195	400	10	11,55	23,09	20,53	195	50	АПвП
КЛ-7(ТП5-ТП-7)	135,32	1800	10	51,96	103,92	92,38	195	50	АПвП
КЛ-8(ТП7-ТП-8)	24,507	1000	10	28,87	57,74	51,32	195	50	АПвП
КЛ-9(ТПП-РУ-1)	165,392	1600	10	46,19	92,38	82,11	195	50	АПвП

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [1,с. 71] равную 1,7 А/мм<sup>2</sup>.

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} . \quad (69)$$

Результаты расчетов представим в таблице 10

Таблица 10 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	Длин а, м	$S_p$ , кВ·А	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{раб}}$ , А	кол-во цепей	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ст}}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп.расч}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	Марка кабеля
КЛ-10(ТП-1 - РП-1)	31,12	111,29	0,4	80,32	2	160,63	47,25	50	142,79	166	АВВГ
КЛ-11(ТП-2 - РП-2)	15,23	8,03	0,4	5,80	2	11,59	3,41	2,5	10,31	32	АВВГ
КЛ-12(ТП-3 - РП-3)	5,90	853,48	0,4	246,38	5	307,97	144,9 3	150	273,76	305	АВВГ
КЛ-13(ТП-4 - РП-4)	11,65	69,59	0,4	50,22	2	100,45	29,54	25	89,29	113	АВВГ
КЛ-14(ТП-5 - РП-5)	14,60	364,00	0,4	175,13	3	262,69	103,0 2	95	233,51	237	АВВГ
КЛ-15(ТП-6 - РП-6)	18,49	121,29	0,4	87,53	2	175,07	51,49	50	155,61	166	АВВГ
КЛ-16(ТП-1 - РП-7)	23,27	56,94	0,4	41,09	2	82,19	24,17	16	73,05	83	АВВГ



## 7 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [6] при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 4.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2000 Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_0, \text{кВ}$	$I_0, \text{кА}$	$I_{no} = I_{nt}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
K1	115	2,51	5,316	12,779
K2	10,5	27,493	5,645	14,371
K3	10,5	27,493	5	12,727
K4	0,4		13,582	19,4

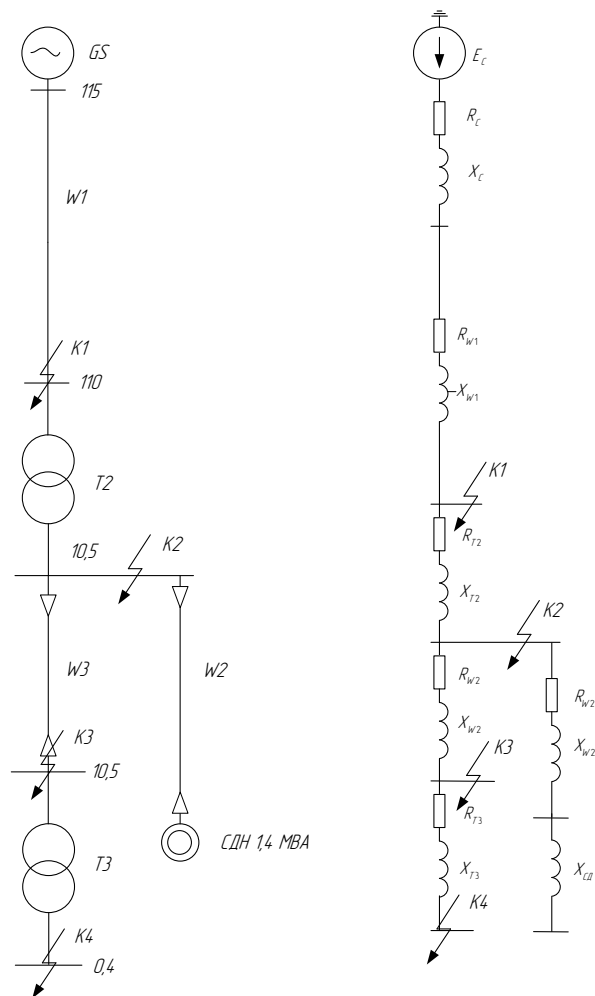


Рисунок 4 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

## 8 Выбор оборудования

### 8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

Условие длительного нагрева  $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ ;

Ток отключения выключателя  $I_{от} \leq I_{откл.ном}$ ;

Динамическое действие тока КЗ  $i_y \leq I_{пр.скв}$ ;

Тепловой импульс тока КЗ  $W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ .

#### 8.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-10000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (70)$$

$$I_{номВН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН}, \quad (71)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 52,48 = 73,47.$$

Принимаем к установке выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500 – УХЛ1 [3] и разъединитель высоковольтный типа РПД – 2 – 110/1000 – УХЛ1 [5] данные которых представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500 – УХЛ1	Разъединитель РПД – 110 – УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 73,47 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 5,316 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$I_y = 12,779 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 5,316^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 8,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500 – УХЛ1 [3] – элегазовый баковый выключатель наружной установки на номинальный ток 2500 А, номинальный ток отключения 40 кА, номинальное напряжение 110 кВ. Каждая фаза выключателя имеет 4 встроенных трансформатора тока - 3 защитных и 1 измерительных.

Разъединитель высоковольтные типа РПД – 2 – 110/1000 – УХЛ1 [5] предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

### 8.1.2 Выбор выключателей стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-10000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (72)$$

$$I_{номНН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номНН}, \quad (73)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 577,35 = 808,3.$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии D-12P [6]. Произведем проверку вакуумных выключателей выключателей ВВ–TEL–10-20/1000 –У2 [7], установленных в КРУ данные которых представлены в таблице 13 и 14.

Таблица 13 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВ – TEL –10-20/1000 –У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 808,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{нт} = 5,645 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$I_y = 14,371 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 51 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 5,645^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 9,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа D-12Р.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, Только из расчёта исключаем условие проверки на отключающую способность. Результаты расчёта представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические параметры ячейки КРУ серии D-12Р

	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей, А	Ток термической стойкости (время протекания-3 с.),кА	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА
На стороне НН в цепи трансформатора	10	1000	20	51
В отходящих ячейках	10	630	20	51

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы D-12Р, удовлетворяют всем требованиям.

### 8.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной линии КЛ-5(ГППТП-5).

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{ркл} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{ркл}} = \frac{3800}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 109,69,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{ркл}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot 109,69 = 219,39.$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии D-12P [6]. Произведем проверку вакуумных выключателей ВВ–TEL–10–20/1000 –У2 [7], установленных в КРУ. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВ – TEL –10–20/1000 –У2
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 219,39 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	$I_y = 12,727 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 5^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ D-12P используем рассчитанные выше выключатели ВВ–TEL–10–20/1000-У2

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа D-12P.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, Только из расчёта исключаем условие проверки на отключающую способность. Результаты расчёта представлены в таблице 15.

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы D-12P, удовлетворяют всем требованиям.

## 8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

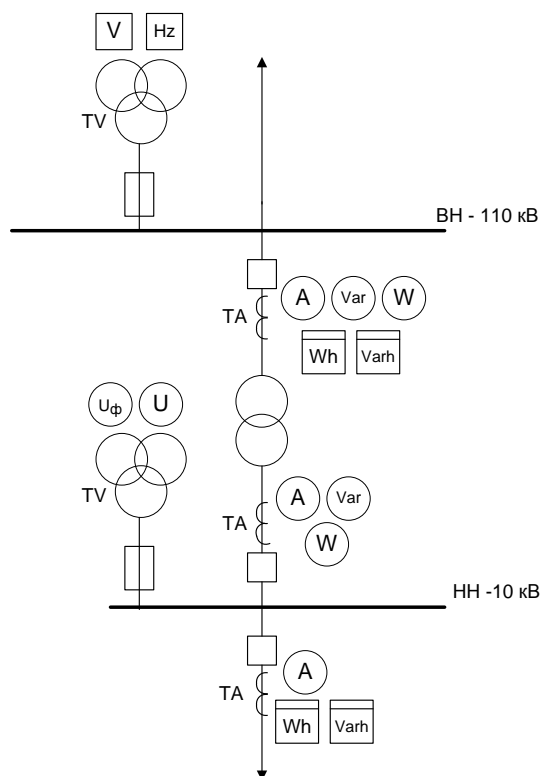


Рисунок 5 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН и НН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 16 – Расчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	ЦМК96
Ваттметр	0,5		0,5	ЦВ96
Варметр	0,5		0,5	ЦВ96
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	ЦМКС120
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	ЦМКС120
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 17 – Расчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Итого:	1,5		1,5	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6 , \quad (76)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,5 . \quad (77)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 , \quad (78)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 , \quad (79)$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток.

### 8.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

В вводах выключателей на высоком (110 кВ) напряжении установлены встроенные трансформаторы тока. В выбранном в пункте 8.1.1 выключателе ВЭБ – 110 – 40/2500 У1 заводом-изготовителем устанавливаются встроенные трансформаторы тока ТВГ-110-0,5/10Р-150/5 УХЛ1 [3]. Выбираем комплект №602-490(300-200-150-100/5), который включает в себя по 4 трансформатора тока на фазу: 3 для подключения релейной защиты и 1 для подключения измерительных приборов.



Таблица 18 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе
			Кратность	Время, с	
ТВГ-110-0,5/10Р-150/5 УХЛ1	110	150	25	3	2

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (80)$$

$$110 = 110.$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (81)$$

$$73,47 < 150.$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный выключатель прошел эти проверки.

Данный трансформатор подходит по всем параметрам.

В вводах силовых трансформаторов на высоком (110 кВ) напряжении установлены встроенные трансформаторы тока. На сайте завода-изготовителя выбранного силового трансформатора ТДН-10000/110 [9] указаны встроенные трансформаторы тока ТВТ110-I-150/5 на стороне ВН и ТВТ10-I-5000/5 на стороне НН.

Таблица 19 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе	Номинальная предельная кратность
			Кратность	Время, с		
ТВТ110-I-150/5	110	150	25	3	2	12
ТВТ10-I-5000/5	10	5000	28	3	2	10

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

ТВТ110-I-150/5:

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$110 = 110 .$$

ТВТ10-I-5000/5:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$10 = 10 .$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

ТВТ110-I-150/5:

$$I_{max} \leq I_{ном} ,$$

$$73,47 < 150 .$$

ТВТ10-I-5000/5:

$$I_{max} \leq I_{ном} ,$$

$$808,3 < 5000 .$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный трансформатор рассчитан на это прошел эти проверки.

### 8.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

В выбранную ячейку КРУ D-12Р устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-10-I/5-1000/5 У2 [6].

Таблица 20 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время,с	
ТОЛ-10-I/5-1000/5 У2	10	1000	40	1	102

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (82)$$

$$10 = 10 .$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

ТОЛ-10-I/5-1000/5 У2:

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (83)$$

$$808,3 < 1000 .$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранная ячейка КРУ прошла эти проверки.

### 8.2.3 Выбор трансформаторов тока в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной линии КЛ-4(ГППТП-4), рассчитанной выше выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-I/5-75/5 У2 [6].

Таблица 21 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время,с	
ТОЛ-10-I/5-75/5 У2	10	75	40	1	102

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (84)$$

$$10 = 10 .$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

ТОЛ-10-I/5-75/5 У2:

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (85)$$

$$65,186 < 75 .$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранная ячейка КРУ прошла эти проверки.

### 8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;

Учёт класса точности  $S_2 < S_{2 ном}$ .

Таблица 22 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность
				S, ВА
ВН	Ваттметр	ЩВ96	1	8
	Варметр	ЩВ96	1	8
	Счетчик активной энергии	ЩМКС120	2	10
	Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	2	10
	Амперметр	ЩМК96	1	4

Таблица 23 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность
				S, ВА
НН	Ваттметр	ЩВ96	1	8
	Варметр	ЩВ96	1	8
	Счетчик активной энергии	ЩМКС120	6	30
	Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	6	30
	Амперметр	ЩМК96	1	4

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 8 + 10 + 10 + 4 = 40 , \quad (86)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 8 + 30 + 30 + 4 = 80 . \quad (87)$$

Выбираем НАМИ-110-УХЛ1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 120 \cdot 3 = 360 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем НАМИ-10-УХЛ2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблица 24 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 80 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

Для ВН и НН возьмем кабель АКРВГ 2,5 мм<sup>2</sup>.

## 8.4 Выбор сборных шин и ошиновок

### 8.4.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) оговариваются минимальные сечения по условиям короны (на 110 кВ сечение для ЛЭП не ниже 70 мм<sup>2</sup>). Так как расстояние между фазами на ОРУ меньше, чем на линии электропередач, то необходимо выполнить проверку.

Ошиновка выполняется проводом марки АС. Выбираем сечение по условия допустимого продолжительного тока  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$ , принимаем провод АС 70/11 [10, с.428].

Необходимо выполнить проверку этого провода по всем условиям:

Проверка по допустимому току [11, с.187], А,

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (88)$$

$$73,47 < 265.$$

Проверка по условию короны [11, с.191-192]:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (89)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,51}} \right) = 35,25.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot U_1}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (90)$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,

$$D_{\text{ср}} = \sqrt{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}, \quad (91)$$

где  $D_{12}, D_{13}, D_{23}$  – расстояние между фазами, см.

$$D_{\text{ср}} = \sqrt{3 \cdot 3 \cdot 6} = 378.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,51 \cdot \lg \frac{378}{0,51}} = 26,27.$$

Условие отсутствия короны, кВ/см,

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (92)$$

$$1,07 \cdot 26,27 \leq 0,9 \cdot 35,25,$$

$$28,1 < 31,725.$$

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ необходима в случае когда  $I_K^{(3)} \geq 20$  кА [11, с. 188 ], но в данном случае  $I_K^{(3)} = 5,316 \leq 20$  кА. Следовательно, в проверке на электродинамическое действие тока КЗ нет необходимости.

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [11, с. 306].

Данный провод проходит по всем условиям.

#### 8.4.2 Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [1, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока,  $I_{max} = 808,3$  А. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [10, с. 395].

Таблица 25 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм <sup>2</sup>
870	60×6	360

Необходимо проверить выбранные шины:

Проверка по длительно допустимому току, А,

$$I_{дл.доп} \geq I_{макс.раб}, \quad (93)$$

$$870 > 808,3 .$$

Проверка шин на термическую стойкость:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,доп} \text{ или } q_{min} \leq q, \quad (94)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение проводника, мм<sup>2</sup>,

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (95)$$

где  $C_T$  – функция [11, с. 141], А·с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>,

$B_K = 51,24$  – тепловой импульс тока кА<sup>2</sup>·с,

$$q_{min} = \frac{\sqrt{51,24}}{90 \cdot 10^{-3}} = 79,54 ,$$

$$79,54 < 1200 .$$

Механический расчет шин. Шины располагаем плашмя. Условие, МПа,

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}. \quad (96)$$

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^{(3)}}{a}, \quad (97)$$

где  $i_{y\partial} = 14,371 \cdot 10^3$  ударный ток КЗ, А;  
 $a = 0,3$  расстояние между фазами, м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(14,371 \cdot 10^3)^2}{0,3} = 119 .$$

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [11, с.179], см<sup>3</sup>,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (98)$$

где  $b = 0,6$ , см;  
 $h = 6,0$ , см.

$$W = \frac{0,6 \cdot 6,0^2}{6} = 3,6 .$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{max} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (99)$$

где  $l = 0,75$ , длина пролета, равная ширина ячейки КРУ, м;

$$\sigma_{max} = \frac{119 \cdot 0,75^2}{10 \cdot 3,6} = 1,86 .$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



Допустимое напряжение не должно превышать (41 48) МПа [11, с.181],

$$1,86 < 41,0 .$$

## 8.5 Выбор изоляторов

### 8.5.1 Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ИШОС-10-20-2 УХЛ2 [15].Изолятор шинный, опорный, из закалённого стекла. Применение закаленного стекла позволяет исключить возникновение микротрещин свойственных электротехническому фарфору. При разрушении изолятора в результате механического воздействия или электрического происходит разрушение закаленной стеклянной детали. Стеклянная электроизоляционная деталь разрушается на большое количество малых осколков тем самым идентифицируя вышедший из строя изолятор. Каталожные данные изолятора ИШОС-10-20-2 УХЛ2 представлены в таблице 26.

Выбор и проверка опорных изоляторов осуществляется по:

Напряжение установки  $U_{уст} = 10\text{кВ} \leq U_{ном} = 10\text{кВ}$ ;

Механическая нагрузка на изолятор, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (100)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 ,$$

где  $F_{РАЗР}$  – разрушающая нагрузка на изгиб равная 20, кН.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} , \quad (101)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{14371^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 89,42 ,$$

где  $a$  расстояние между фазами, м,

$l$  - длина пролета, м.

$$F_{доп} \geq F_{РАСЧ} , \quad (102)$$

$$12000 \geq 89,42 .$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 26 – Каталожные данные изолятора ИШОС-10-20-2 УХЛ2

Тип	Напряжение, кВ		
	$U_{ном}$ , кВ	Наибольшее $U_{доп}$ , кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса
ИШОС-10-20-2 УХЛ2	10	12	75

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

### 8.5.2 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изоляторы ИППУ-10/1250-8 УХЛ2 [16]. Изолятор полимерный, проходной. Предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи. ИППУ-10/1250-8 УХЛ2 представлены в таблице 27.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по:

Напряжение установки  $U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;

Механическая нагрузка на изолятор, Н;

Длительный ток, А

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (103)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800,$$

где  $F_{РАЗР}$  – разрушающая нагрузка на изгиб равная 8, кН.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (104)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{14371^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 89,42 ,$$

где  $a$  расстояние между фазами, м,

$l$  длина пролета, м.

$$F_{доп} \geq F_{РАСЧ}, \quad (105)$$

$$4800 \geq 89,42.$$

По длительному току, А:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (106)$$

$$808,3 < 1250.$$

Таблица 27 – Каталожные данные изолятора ИППУ-10/1250-8 УХЛ2

Тип	Напряжение, кВ		
	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Наибольшее $U_{\text{доп}}$ , кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса
ИППУ-10/1250-8 УХЛ2	10	12	75

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

## 8.6 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН-РК-110/88-10/680 УХЛ1 [13] – предназначены для защиты электрооборудования в сети с заземленной нейтралью, напряжением 110 кВ.

ОПН-КР/TEL-10/11.5 УХЛ2 [14] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ D-12Р.

Таблица 28 – Основные технические характеристики ОПН-РК-110/88-10/680 УХЛ1

Технические характеристики	Нормируемый параметр
1. Класс напряжения сети, кВ	110
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, действующее значение	88
3. Номинальный разрядный ток, кА	10
4. Напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, кВ, не более 10000 А, кВ, не более 20000 А, кВ, не более	255,4 274,0 306,8
5. Напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: 500 А, кВ, не более 1000 А, кВ, не более 2000 А, кВ, не более	210,6 219,4 230,3
6. Остающееся на ОПН напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА, кВ, не более	289,0
7. Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100
8. Ток утечки, мА, не более, действующее значение	1
9. Ток КЗ, при котором обеспечивается взрывобезопасность, кА	40
10. Масса ограничителя, кг, не более	15
11. Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	315

Таблица 29 – Основные электротехнические характеристики ОПН-КР/TEL-10/11.5 УХЛ2

Технические характеристики	Нормируемый параметр
1. Класс напряжения сети, кВ	10,0
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	11,5
3. Номинальный разрядный ток, кА	10
4. Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: 125 А, кВ, не более 250 А, кВ, не более 500 А кВ, не более	26,2 26,9 27,8
5. Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, кВ, не более 10000 А, кВ, не более 20000 А, кВ, не более	33,7 36,3 41,1
6. Остающееся на ОПН напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА, кВ, не более	37,8
7. Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100
8. Ток утечки, мА, не более, действующее значение	1
9. Ток КЗ, при котором обеспечивается взрывобезопасность, кА	20
10. Масса ограничителя, кг, не более	0,8
11. Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	250

## 8.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

В системе собственных нужд устанавливают, как правило, 2 трансформатора собственных нужд (ТСН). Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Расчетная нагрузка определяется [11, с. 386], кВ·А,

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + (Q_{ку} - Q_{уст})^2}, \quad (107)$$

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{130^2 + 80,56^2} = 122,35,$$

где  $P_{уст} = 130$  кВт – расчетная активная нагрузка СН и  $\cos \varphi = 0,85$  [11, с. 369, с.386].

На подстанции 110 кВ мощность одного ТСН не может превышать 630 кВА.

Следовательно, мощность ТСН определяется как, кВ·А,

$$S_T = \frac{S_p}{1,4} \quad (108)$$

$$S_T = \frac{122,35}{1,4} = 87,39.$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТМ – 100/10 [11].

Таблица 30 – Параметры трансформатора ТМ – 100/10

$S_{ном}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{ВН}, \text{кВ}$	$U_{НН}, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$I_x, \%$
100	10,5	0,4	4,5	0,28	0,97	1,6

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора,

$$k_3 = \frac{122,35}{2 \cdot 100} = 0,61.$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 0,7).

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки,

$$k_{ав} = \frac{122,35}{(2 - 1) \cdot 100} = 1,22.$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4,

$$1,22 < 1,4.$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

## 8.8 Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В

К защитным устройствам в установках ниже 1000 В относятся плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели. Плавкие предохранители – простейшие защитные аппараты. Автоматические выключатели – используются для защиты сети от перегрузок, коротких замыканий или снижений напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электродвигателей.

Способ соединения цеховых трансформаторов со сборными шинами РУ НН будет производиться с применением автоматических выключателей.

### 8.8.1 Выбор автоматических воздушных выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

Условия выбора:

Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

Условие длительного нагрева  $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ ;

Ток отключения автомата  $I_{нт} \leq I_{откл.ном}$ ;

Динамическое действие тока КЗ  $i_y \leq I_{пр.скв}$ ;

Тепловой импульс тока КЗ  $W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ .

Примем к установке автоматический выключатель серии ВА-99С/100 до 630А PROxima [8]

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 31 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-99С/100
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 378,93 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{нт} = 13,582 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$I_y = 19,4 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 75,6 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 13,582^2 \cdot (0,1 + 0,04) = 25,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

## 8.9 Выбор аппаратуры защиты цеховых трансформаторов

Ввод ВН в трансформаторную подстанцию может осуществляться от радиальной или магистральной линий. Если питание ТП выполняется от радиальной линии, то в конце линии не требуется коммутационных аппаратов и линия может наглухо соединяться с зажимами ВН трансформатора, но если питание ТП осуществляется от магистральной линии, то на вводе ВН трансформатора необходимо предусмотреть защитные и коммутационные аппараты.

### 8.9.1 Выбор предохранителей

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения. На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типа ПК.

Условия выбора:

Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

По номинальному току  $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ ;

По отключающей способности  $I_{нт} \leq I_{откл.ном}$ ;

По номинальному току плавкой вставки  $I_{раб.макс} \leq I_{в.ном}$ .

Примем к установке для трансформаторов мощностью 400 кВА предохранители марки ПК-10/50 [2], для 1000 кВА марки ПК-10/100 [2], а для 1600 кВА марки ПК-10/200 [2].

Таблица 32 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 400 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1600 кВА	Каталожные данные		
				Предохранитель ПК-10/50	Предохранитель ПК-10/100	Предохранитель ПК-10/200
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 23,1 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 57,8 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 92,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{нт} = 5,085 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,085 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,085 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 200 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 200 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 200 \text{ кА}$
$t_g \leq t_k$	$t_g = 0,35$	$t_g = 0,35$	$t_g = 0,35$	$t_k = 0,36$	$t_k = 0,36$	$t_k = 0,36$

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора в соответствии с ПУЭ. Максимальная мощность цехового трансформатора на заводе не более 1600 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 200 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ.

Осуществляется по условию:

$$t_B \leq t_K \leq 5, \quad (109)$$

где  $t_B$  – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с:

$$t_B = \frac{t_{с.з} + \Delta t}{K_{п}}, \quad (110)$$

где  $t_{с.з}$  – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,

$t_{с.з} = 0,02 \pm 0,01$  с – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания,



$t_{с.з}$  для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;

$\Delta t$  – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

$K_{п}$  – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,

$K_{п}$  принимается равным 0,9.

$$t_{в} = \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,35 .$$

Допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе:

$$t_{к} = \frac{900}{k^2} , \quad (111)$$

$$t_{к} = \frac{900}{50^2} = 0,36 ,$$

где  $k$  – отношение установившегося значения тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Данный предохранитель проходит проверку по всем условиям

## 9 Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции

### 9.1 Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи, в том числе шинные мосты и гибкие связи;

здания машинного зала и закрытые распределительные устройства;

здания маслохозяйства.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h = 22$  метров является круговой конус, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода.

#### 9.1.1 Зона защиты между первым и вторым молниеотводами

Построим зону защиты между 1 и 2 молниеотводами. Высоту молниеотвода  $h$ , примем равной 22 м.

Высота конуса, м, определяется по [16, табл. 1.2] и равна:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (112)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 22 = 17,6.$$

Радиус конуса на уровне земли, м, определяется по [16, табл. 1.2] и равен:

$$r_0 = 0,8 \cdot h, \quad (113)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot 22 = 17,6.$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Радиус зоны защиты  $r_x$  на высоте защищаемого объекта  $h_x$  определяется по формуле, м:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (114)$$

$$r_x = \frac{17,6 \cdot (17,6 - 11)}{17,6} = 6,6 ,$$

где  $r_0$  радиус конуса, определяемый по формуле (107), м,

$h_0$  высота конуса, определяемая по формуле (106), м,

$h_x$  высота наиболее высокого защищаемого объекта, которыми на ОРУ-110кВ являются гибкие шины, м, примем равной 11.

Два и более молниеотвода можно расположить так, что они будут создавать общую зону защиты значительно больших размеров, чем у одиночных молниеотводов.

Молниеотвод считается двойным, если расстояние  $L$  между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины  $L_{MAX}$  и  $L_C$ , определяемых по формулам:

$$L_{MAX} = 4,75 \cdot h , \quad (115)$$

$$L_{MAX} = 4,75 \cdot 22 = 104,5 ,$$

$$L_C = 2,25 \cdot h , \quad (116)$$

$$L_C = 2,25 \cdot 22 = 49,5.$$

При  $L_1 > L_{MAX}$ , молниеотводы не создают общую зону защиты и считаются одиночными. При расстоянии  $L_1$  меньше определенного значения  $L_C$  граница зоны защиты не имеет провеса, т.е.  $h_C = h_0$ .

$$L_1 = 20.$$

$$\text{Так как } L_1 < L_C, \text{ то } h_C = h_0 = 24.$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте, м:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (117)$$

$$r_{cx} = \frac{17,6 \cdot (17,6 - 11)}{17,6} = 6,6.$$

На рисунке 6 представлена зона защиты между 1 и 2 молниеотводами с расчетными данными.

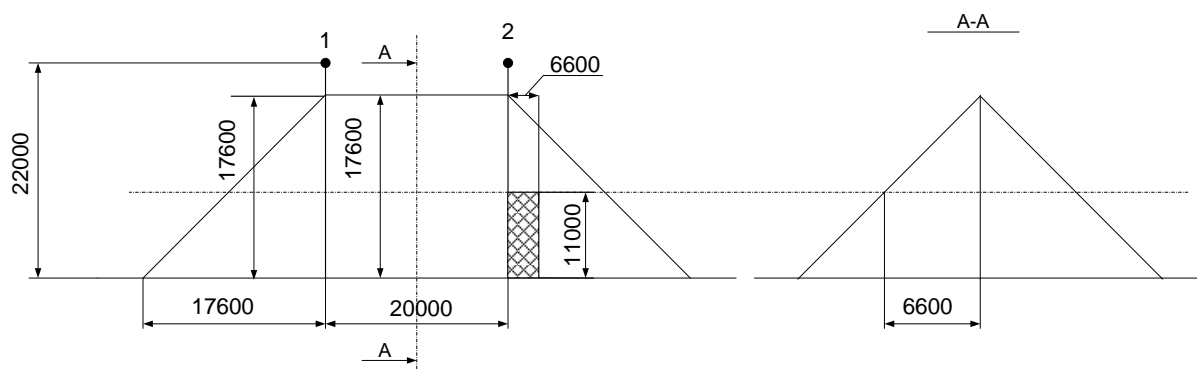


Рисунок 6 – Зона защиты между 1 и 2 молниеотводами

### 9.1.2 Зона защиты между вторым и третьим молниеотводами

Построим зону защиты между 2 и 3 молниеотводами. Высоту молниеотвода  $h$ , примем равной 22 м.

$$h_0 = 0,8 \cdot 22 = 17,6,$$

$$r_0 = 0,8 \cdot 22 = 17,6,$$

$$r_x = \frac{17,6 \cdot (17,6 - 11)}{17,6} = 6,6.$$

Два и более молниеотвода можно расположить так, что они будут создавать общую зону защиты значительно больших размеров, чем у одиночных молниеотводов.

Молниеотвод считается двойным, если расстояние  $L$  между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины  $L_{\max}$  и  $L_c$ , определяемых по формулам:

$$L_{\max} = 4,75 \cdot 22 = 104,5,$$

$$L_C = 2,25 \cdot 22 = 49,5.$$

При  $L_2 > L_{MAX}$ , молниеотводы не создают общую зону защиты и считаются одиночными. При расстоянии  $L_2$  меньше определенного значения  $L_C$  граница зоны защиты не имеет провеса, т.е.  $h_C = h_0$ .

$$L_2 = 44.$$

Так как  $L_2 < L_C$ , то  $h_C = h_0 = 24$ .

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте, м:

$$r_{cx} = \frac{17,6 \cdot (17,6 - 11)}{17,6} = 6,6.$$

На рисунке 7 представлена зона защиты между 2 и 3 молниеотводами с расчетными данными.

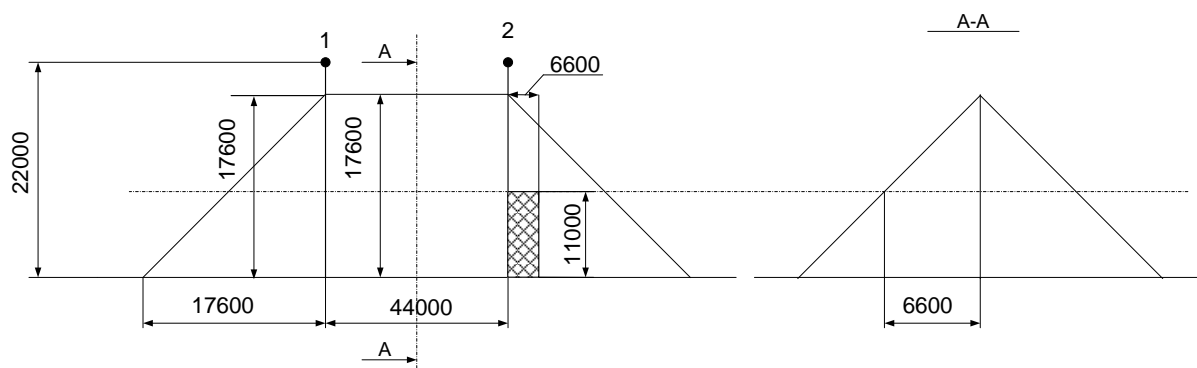


Рисунок 7 – Зона защиты между 2 и 3 молниеотводами

На рисунке 8 представлены сечения зон защиты на высоте  $h_x$  для рассматриваемых молниеотводов. Если сечение зоны защиты четырех молниеотводов имеет провалы на высоте  $h_x$  (заштрихованные области), то следует увеличить  $h$  и повторить расчеты и построение зоны защиты.

Сечение зоны защиты защищает всю площадь.

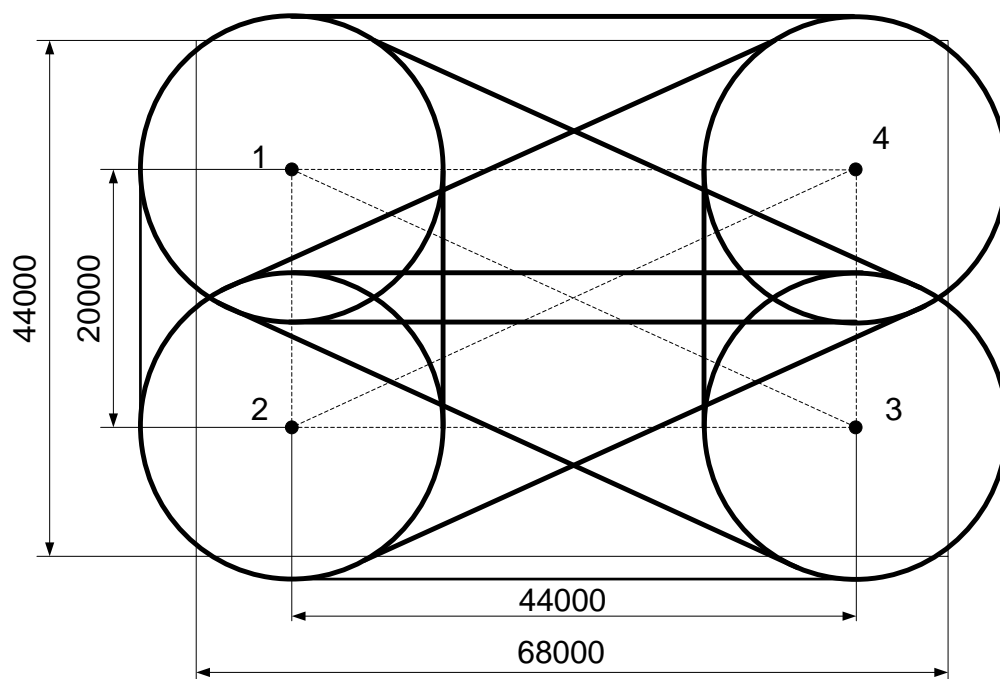


Рисунок 8 Зона защиты четырех стержневых молниеотводов

## 9.2 Заземление подстанции

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления  $R_3 \leq 0,5$  Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению  $R_3 \leq 0,5$  Ом приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площади, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины  $R_3$ .

Обоснованием этого служат следующие соображения. В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека  $R_{ч}$ , и сопротивлением растеканию тока от ступеней в землю  $R_c$ .

На тело человека фактически будет действовать напряжение:

$$U_{ч} = U_{пр} - U_c, \quad (118)$$

где  $U_c = I_{ч} \cdot R_c$  – падение напряжения в сопротивлении растеканию с двух ступней человека в землю.

Если принять ступню за диск радиусом 8 см, то сопротивление растеканию тока от ступней, Ом:

$$R_c = \frac{p_{B,C}}{2 \cdot 4r} = 1,5 \cdot p_{B,C} , \quad (119)$$

$$R_c = 1,5 \cdot 150 = 225,$$

где  $p_{B,C} = 150$  Ом – удельное сопротивление верхнего слоя, по [17, табл. 8.1.], за верхний слой примем суглинок.

Ток, протекающий через человека, А:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{пр}} - U_{\text{с}}}{R_{\text{ч}}} \quad (120)$$

Опасность поражения зависит от тока и его длительности протекания через тело человека.

За расчетную длительность воздействия примем, с:

$$\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{рз}} + \tau_{\text{откл.в}} , \quad (121)$$

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,065 = 0,165 ,$$

где  $\tau_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты;

$\tau_{\text{откл.в}}$  – полное время отключения выключателя.

По [17, с. 399] принимаем:  $I_{\text{ч}} = 200$  мА;  $R_{\text{ч}} = 1000$  Ом.

Допустимое напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ч}} + I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{с}} , \quad (122)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 1000 + 0,2 \cdot 225 = 2540.$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения определим напряжение на заземлителе, В

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}} , \quad (123)$$

$$U_3 = \frac{225}{0,148} = 1520,$$

где  $K_{\Pi}$  – коэффициент напряжения прикосновения.

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (124)$$

где  $l_B$  – длина вертикального заземлителя, равная 5 м;

$L_{\Gamma}$  – длина горизонтальных заземлителей, равная 960 м;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, равное 5 м;

$S$  – площадь заземляющего устройства, равная 2400 м<sup>2</sup>;

$M$  – параметр, зависящий от  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{50}$ ;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступеней:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (125)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 225} = 0,82,$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,69 \cdot 0,82}{\left(\frac{5 \cdot 960}{5 \cdot \sqrt{2400}}\right)^{0,45}} = 0,148.$$

Так как  $U_3 = I_3 \cdot R_3$ , то сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (126)$$

$$R_3 \leq \frac{1520}{2277} = 0,67,$$

где  $I_3$  – ток стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 60} = 49.$$

Число ячеек по стороне квадрата:



$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (127)$$

$$m = \frac{960}{2 \cdot 49} - 1 = 9.$$

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (128)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{2400} \cdot (9 + 1) = 980.$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (129)$$

$$b = \frac{49}{9} = 5,45.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{l_B}, \quad (130)$$

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{2400}}{5} = 40.$$

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = n \cdot l_B, \quad (131)$$

$$L_B = 40 \cdot 5 = 200.$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (132)$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{2400}} = 0,12 \geq 0,1.$$

Определяем сопротивление сложного заземлителя, Ом,

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}, \quad (133)$$

$$R_3 = 0,355 \cdot \frac{61}{\sqrt{2400}} + \frac{61}{980 + 200} = 0,49.$$

где  $\rho_3$  – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·км (8, табл.7.6);

$L_B$  – общая длина вертикальных заземлителей, м.

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (134)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2400}} = 0,355.$$

Полученное значение меньше  $R_{3, \text{доп}} = 0,67$  Ом.

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (135)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,148 \cdot 759 \cdot 0,49 = 55.$$

Расчетное напряжение прикосновения меньше допустимого 245 В.

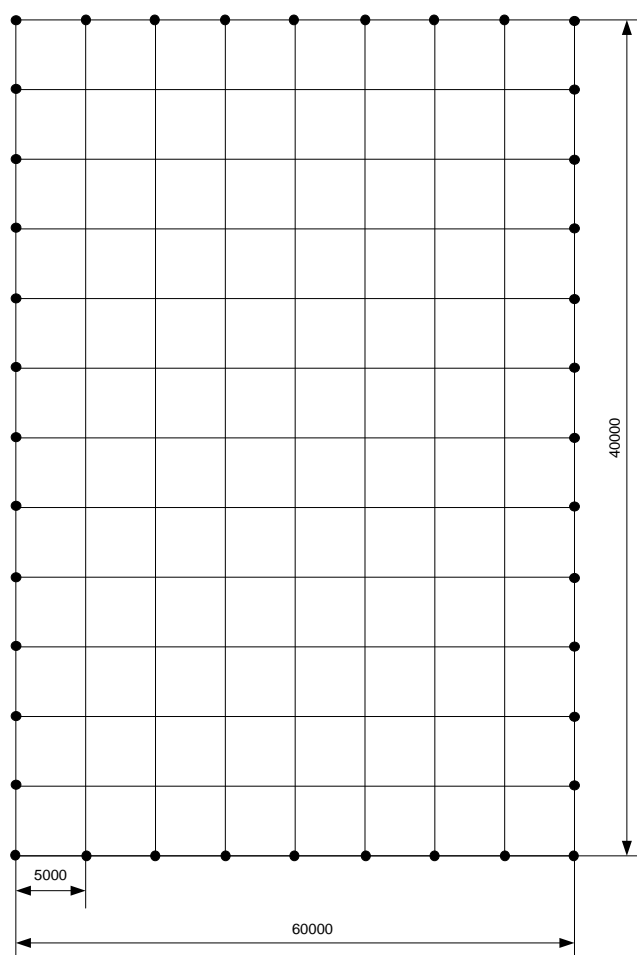


Рисунок 9 – Заземляющий контур ГПП

В качестве искусственных заземлителей применяем прутковую круглую сталь диаметром 10 мм неоцинкованную для вертикальных заземлителей, для горизонтальной укладки – стальные полосы сечением 48 мм<sup>2</sup>.

Длину вертикальных стержневых электродов принимаем равной 5 м, верхний конец вертикального заземлителя заглубляем на 0,7 м от поверхности земли.

## 10 Релейная защита силового трансформатора ТДН–10000/110

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени –  $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$ .

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

## 10.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1.  $TA1, TA2$  (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B}, \quad (136)$$

$$I_H^B = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48,$$

где  $S_H$  – мощность трансформатора, кВ·А;

$U_H^B$  – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{TA1}^{расч} = I_H^B \cdot k_{сх} = 52,48 \cdot \sqrt{3} = 90,9, \quad (137)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «треугольник»,  $k_{сх} = \sqrt{3}$ .

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110-I-150/5:

– Номинальный ток  $I_{ном} = 150$  А;

– Коэффициент трансформации  $n_{TA1} = 150/5$ .

2. Выбираем трансформаторы напряжения  $TV1$  – на стороне ВН и  $TV2$  – на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100}, \quad (138)$$

$$n_{TV1} = \frac{110000}{100} = 1100.$$

Выбираем трансформаторы напряжения  $TV1$  – НАМИ-110 УХЛ1.

$$n_{TV2} = \frac{U_H^B}{100}, \quad (139)$$

$$n_{TV2} = \frac{10000}{100} = 100.$$

Выбираем трансформаторы напряжения TV2 – НАМИ-10 УХЛ2.

## 10.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия (ТОМД). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_H^B, \quad (140)$$

$$I_{сз} = 4 \cdot 52,48 = 209,92.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА1}}, \quad (141)$$

$$I_{ср} = 209,92 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{150}{5}} = 12,12,$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают  $\sqrt{3}$ ;  
 $n_{ТА1}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1.

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 2, \quad (142)$$

$$k_{ч} \frac{585}{209,92} = 2,78 \geq 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## 10.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защиты, А:

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (143)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 73,47 = 207,44 ,$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

$k_B$  – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_H^B , \quad (144)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 52,48 = 73,47 .$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} , \quad (145)$$

$$I_{ср} = 207,44 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 6,91 .$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5 , \quad (146)$$

$$k_q = \frac{585}{207,44} = 2,82 \geq 1,5 ,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{сз} = t_{сз}^{\text{см.эл}} + \Delta t , \quad (147)$$

$$t_{сз} = 1 + 0,5 = 1,5 .$$

## 10.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{сз} = \frac{k_n}{k_b} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (148)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 73,47 = 90,75 ,$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, равный 1,05;

$k_b$  – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} , \quad (149)$$

$$I_{ср} = 90,75 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 3,025 .$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9 - 10$  с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{сзII} = 40$  мин – отключение.

## 10.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} . \quad (150)$$

$$U_{сз} = 0,7 \cdot 110 = 77 ,$$

Напряжение срабатывания реле, В:



$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{n_{TV1}}, \quad (151)$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{77000}{1100} = 70 ,$$

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25 , \quad (152)$$

где  $U_{\text{ост}}$  – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;  
 $k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{77 \cdot 1,25}{17,3} = 5,56 ,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## Список использованных источников

- 1 Синенко, Л. С. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебное пособие по курсовому проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: СФУ, 2007 – 140 с.
- 2 Синенко, Л. С. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебное пособие по дипломному проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Т.П. Рубан, Ю. П. Попов. – Красноярск: СФУ, 2008 – 169 с.
- 3 Выключатель высоковольтный элегазовый ВЭБ – 110 – 40/2500 УХЛ1. // ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
- 4 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст]: Справочные материалы для проектирования электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. – Москва: ЭНАС, 2012 – 212 с.
- 5 Разъединитель РПД – 1 – 110/1000 – УХЛ1. // ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
- 6 Ячейка КРУ серии D-12P. // АО «ТК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>
- 7 Вакуумный выключатель ВВ–TEL–10–20/1000 –У2. // АО «ТК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>
- 8 Автоматический выключатель серии ВА-99С/100 до 630А PROxima. // ОАО «ЕКФ». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.ekfgroup.com/>
- 9 Трансформаторы силовые ТДН-10000/110. // ООО «Электропоставка». – Пермь, 2015. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/>
- 10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергтоиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.
- 12 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 13 Ограничители ОПН-РК-110 // АО «ТК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>
- 14 Ограничители ОПН-КР/TEL // АО «ТК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>
- 15 Стекланный шинный изолятор ИШОС-10-20-2 УХЛ2 // АО «АИЗ» «Арматурино-изоляторный завод». – Московская область, г.Латыркино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru/>

16 Изолятор полимерный проходной ИППУ-10/1250-8 УХЛ2 // АО «АИЗ» «Арматурино-изоляционный завод». – Московская область, г.Латыркино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru/>

17 Синенко, Л. С. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции [Текст]: Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов / Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 20 с.

18 Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст]: Учеб. пособие для техникумов / Л. Д. Рожкова, Л. Л. Коновалова.– М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

					<i>ДП-140400.62 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком данного дипломного проекта был произведен расчет электрических нагрузок предприятия и определен центр электрических нагрузок. Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия. Произведен выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации реактивной мощности предприятия. Проведен расчет релейной защиты силового трансформатора ГПП. Произведен расчет защитного заземления и молниезащиты ОРУ ГПП.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения трансформаторного завода, отвечающая всем необходимым требованиям по бесперебойности и надежности электроснабжения.

					<i>ДП-140400.62 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Реализация расчёта токов КЗ в MatchCAD

Расчёт токов КЗ в MathCAD

Расчёт токов короткого замыкания в относительных единицах в электроустановках выше 1000 В

Задаём начало отчёта  $\text{ORIGIN} := 1$

*Выбор базисных условий*

Расчёт производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 500 \quad \text{MBA} \quad S_{K3} := 1200$$

$$U_{6_1} := 115 \quad \text{кВ} \quad U_{6_2} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

Определяем базисные токи:

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}} \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}} \quad I_6 = \begin{pmatrix} 2.51 \\ 27.493 \end{pmatrix}$$

*Определение параметров электрической схемы замещения СЭС*

Составляем схему замещения и определяем сопротивления в базисных единицах

**Энергосистема**

$$x_c := \frac{S_6}{S_{K3}} = 0.417$$

**Трансформатор Т2**

$$S_{ном2} := 10 \quad U_{K2} := 10.5$$

$$x_{t_2} := \frac{U_{K2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном2}} = 5.25$$

**Линии**

Количество линий  $i := 1..3$

W1 - воздушные линии 110 кВ

$$x_{0_1} := 0.420 \quad \text{Ом/км} \quad r_{0_1} := 0.204 \quad \text{Ом/км} \quad l_{\text{ли}} := 3.5 \quad \text{км}$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

W2, W3 - кабельные линии 10 кВ  $U_{\delta_3} := U_{\delta_2}$

$$\begin{aligned} x_{0_2} &:= 0.620 \text{ Ом/км} & r_{0_2} &:= 0.08 \text{ Ом/км} & l_2 &:= 0.515 \text{ км} \\ x_{0_3} &:= 0.620 \text{ Ом/км} & r_{0_3} &:= 0.08 \text{ Ом/км} & l_3 &:= 0.03 \text{ км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{w_i} &:= \frac{x_{0_i} S_{\delta} \cdot l_i}{(U_{\delta_i})^2} & r_{w_i} &:= \frac{r_{0_i} S_{\delta} \cdot l_i}{(U_{\delta_i})^2} \\ x_w &= \begin{pmatrix} 0.056 \\ 1.448 \\ 0.084 \end{pmatrix} & r_w &= \begin{pmatrix} 0.027 \\ 0.187 \\ 0.011 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

Синхронный двигатель, где  $n_{дв}$  - количество двигателей,

$$n_{дв} := 4 \quad x_d := 0.2 \quad S_{ндв} := 0.8$$

$$x_{дв} := x_d \cdot \frac{S_{\delta}}{n_{дв} \cdot S_{ндв}} \quad x_{дв} = 31.25$$

Определяем суммарное сопротивление до точки K1

$$\begin{aligned} X_{\Sigma_1} &:= x_c + x_{w_1} & X_{\Sigma_1} &= 0.472 \\ R_{\Sigma_1} &:= r_{w_1} & R_{\Sigma_1} &= 0.027 \end{aligned}$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$ , то учитываем в расчётах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma_1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad Z_{\Sigma_1} = 0.472$$

Определяем ток КЗ в точке K1.

$$IkK_1 := \frac{I_{\delta_1}}{Z_{\Sigma_1}} \quad IkK_1 = 5.316$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{t_2} \quad X_{c\Sigma_2} = 5.722$$

$$R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} \quad R_{c\Sigma_2} = 0.027$$

$$X_{cd\Sigma_2} := x_{дв} + x_{w_2} \quad X_{cd\Sigma_2} = 32.698$$

$$R_{cd\Sigma_2} := r_{w_2} \quad R_{cd\Sigma_2} = 0.187$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия если  $r\Sigma > x\Sigma/3$ , то учитываем в расчётах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}) \quad Z_{c_2} = 5.722$$

$$Z_{cd_2} := Z_{\Sigma}(R_{cd\Sigma_2}, X_{cd\Sigma_2}) \quad Z_{cd_2} = 32.698$$

Определяем ток КЗ в точке К2.

$$I_{кск_2} := \frac{I_{\delta_2}}{Z_{c_2}} \quad I_{ксдК_2} := \frac{I_{\delta_2}}{Z_{cd_2}}$$

$$I_{кск_2} = 4.805 \quad I_{ксдК_2} = 0.841$$

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{кК_2} := I_{кск_2} + I_{ксдК_2} \quad I_{кК_2} = 5.645$$

Определяем результирующие сопротивления до точки КЗ

Объединять систему бесконечно мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки КЗ.

$$x_{эКВ_2} := \frac{X_{с\Sigma_2} \cdot X_{сд\Sigma_2}}{X_{с\Sigma_2} + X_{сд\Sigma_2}} \quad x_{эКВ_2} = 4.87$$

$$K_{p_1} := \frac{x_{эКВ_2}}{X_{с\Sigma_2}} \quad K_{p_2} := \frac{x_{эКВ_2}}{X_{сд\Sigma_2}} \quad K_p = \begin{pmatrix} 0.851 \\ 0.149 \end{pmatrix}$$

$$x_{рез3} := x_{эКВ_2} + x_{w_2} \quad x_{рез3} = 6.318$$

$$i := 1..2 \quad x_{3\Sigma_i} := \frac{x_{рез3}}{K_{p_i}} \quad x_{3\Sigma} = \begin{pmatrix} 7.424 \\ 42.421 \end{pmatrix}$$

Определяем токи в точке КЗ отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{ксК_3} := \frac{I_{6_2}}{x_{рез3}} \quad I_{ксдК_3} := \frac{I_{6_2}}{x_{3\Sigma_2}}$$

$$I_{ксК_3} = 4.351$$

$$I_{ксдК_3} = 0.648$$

Суммарный ток в точке КЗ равен

$$I_{кК_3} := I_{ксК_3} + I_{ксдК_3} \quad I_{кК_3} = 5$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент в зависимости от отношения  $x\Sigma/r\Sigma$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad T_{a_1} = 17.494$$

$$K_{уд_1} := 1.7$$



Ударные коэффициенты в точках К2, К3

$$K_{уд_2} := 1.8 \quad K_{уд_3} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{уд_1} := \sqrt{2} \cdot IkK_1 \cdot K_{уд_1} \quad i_{уд_2} := \sqrt{2} \cdot IkK_2 \cdot K_{уд_2} \quad i_{уд_3} := \sqrt{2} \cdot IkK_3 \cdot K_{уд_3}$$

Результаты расчёта токов К3

$$IkK = \begin{pmatrix} 5.316 \\ 5.645 \\ 5 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.7 \\ 1.8 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 12.779 \\ 14.371 \\ 12.727 \end{pmatrix}$$

Расчёт токов короткого замыкания в именованных единицах в электроустановках ниже 1000 В

$$U_3 := 0.4 \text{ кВ} \quad S_{номт} := 1600 \quad \Delta P_k := 18 \quad uk := 5.5$$

Приведенное к базисному напряжению  $U=0,4$  кВ сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора составит

$$x_{рез30.4} := x_{рез3} \cdot \left( \frac{0.4}{10.5} \right)^2 \quad x_{рез30.4} = 9.169 \times 10^{-3}$$

Определяем сопротивление, мОм, цехового трансформатора

$$r_{цт} := \frac{\Delta P_k}{S_{номт}} \cdot \frac{U_3^2}{S_{номт}} \cdot 10^6 \quad r_{цт} = 1.125$$

$$x_{цт} := \sqrt{\left( \frac{uk}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_k}{S_{номт}} \right)^2} \cdot \frac{U_3^2}{S_{номт}} \cdot 10^6 \quad x_{цт} = 5.384$$

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К4

$$x_{\Sigma K4} := x_{рез30.4} + x_{цт} \quad x_{\Sigma K4} = 5.393$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчёт добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{доб} := 15$$

$$r_{\Sigma K4} := r_{цт} + r_{доб} \quad r_{\Sigma K4} = 16.125$$

Определяем ток, кА, КЗ в точке К4:

$$I_{кК4} := \frac{U_3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + r_{\Sigma K4}^2}} \quad I_{кК4} = 13.582$$

Рассчитаем ударный ток, кА, в точке К4. Находим ударный коэффициент по кривой в зависимости от отношения  $x\Sigma/r\Sigma$

$$Ta4 := \frac{x_{\Sigma K4}}{r_{\Sigma K4}} \quad Ta4 = 0.334$$

$$K_{уд4} := 1.01$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{кК4} \cdot K_{уд4} \quad i_{уд4} = 19.4$$

					ДП-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91